

# **PERENCANAAN DESIGN DAN SIMULASI *HYDRAULIC FRACTURING* DENGAN PERMODELAN SIMULATOR *FRACCADE 5.1* SERTA KEEKONOMIANNYA PADA FORMASI LAPISAN W3 SUMUR KAJIAN VA STRUKTUR LIMAU BARAT PT PERTAMINA EP ASSET 2 *FIELD* LIMAU**

## **DESIGN AND SIMULATION OF *HYDRAULIC FRACTURING* WITH *FRACCADE 5.1* AND ITS ECONOMICS SIMULATOR MODELLING IN LAYER FORMATION W3 AT VA WELL LIMAU BARAT STRUCTURE PT PERTAMINA EP ASSET 2 *FIELD* LIMAU**

***Vinta Adetia Pratiwi<sup>1</sup>, Ubaidillah Anwar Prabu<sup>2</sup>, Weny Herlina<sup>3</sup>***  
*<sup>1,2,3</sup>Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya*  
*Jl. Raya Palembang-Prabumulih Km.32 Inderalaya Sumatera Selatan, Indonesia*  
*Telp/fax. (0711) 580137; Email: VintaAdetia@gmail.com*

### **ABSTRAK**

*Ketidakmampuan reservoir untuk meloloskan aliran fluida dalam jumlah besar dapat terjadi karena permeabilitas yang rendah. Berdasarkan data reservoir, permeabilitas formasi pada Sumur Kajian VA termasuk ke dalam permeabilitas tight (ketat), yaitu sebesar 11 mD, sehingga fluida dari dalam reservoir sulit untuk mengalir ke dalam lubang sumur karena kerusakan formasi. Dengan rendahnya permeabilitas formasi maka terjadilah penurunan laju produksi, dari 830,4 BFPD menjadi 490 BFPD, dan penurunan produktivitas oil rata-rata dibawah 100 BPD sejak Januari 2014 akibat adanya kerusakan formasi. Oleh karena itu, dipilihlah metode stimulasi dengan hydraulic fracturing untuk diaplikasikan pada Sumur Kajian VA dalam meningkatkan produksi. Dalam penelitian tugas akhir di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau dari tanggal 7 April 2014 hingga 7 Mei 2014, peneliti menggunakan FracCADE 5.1 untuk perencanaan design dan simulasi serta perhitungan manual dalam segi teknis dan ekonomis. Dari hasil penelitian tugas akhir yang dilakukan, peneliti mengaplikasikan model rekahan PKN (Perkirns, Kern & Nordgren) agar panjang rekahan yang diperoleh jauh lebih besar dari tinggi rekahan. Proppant yang akan digunakan adalah 16/30 Arizon jenis Sand dengan harga US\$0,18. Fluida perekah yang digunakan sebagai Pad dan campuran untuk Slurry adalah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418 dan fluida perekah sebagai Flush adalah 2% KCL Water. Geometri rekahan diprediksi memiliki tinggi 35,1 ft, panjang rekahan 262,8 ft, dan lebar rekahan 0,7154 inch. Nilai konduktivitas yang terbentuk sebesar 10.455 mD dengan permeabilitas fracture 175.370,422 mD.ft. Nilai perkiraan indeks produktivitas meningkat hingga 2,014 dengan laju produksi prediksi 823,913 BFPD. Total biaya pengeluaran untuk perencanaan design Sumur Kajian VA sebesar US\$465.049,677 dengan net revenue satu tahun produksi diperkirakan US\$14.763.281,460. Modal yang akan dikeluarkan akan kembali dalam waktu 20 hari setelah sumur beroperasi kembali. Sehingga Sumur Kajian VA ini layak untuk dilakukan stimulasi hydraulic fracturing.*

Kata Kunci: *Design, Simulasi Hydraulic Fracturing, FracCADE 5.1, Keekonomian*

### **ABSTRACT**

*Inability to pass the reservoir fluid flow in large quantities may occur due to the low formation permeability. Based on reservoir data, formation permeability in VA Well is classified to tight permeability, 11mD, so the fluid from the reservoir is difficult to flow into the wellbore because of formation damage. Low formation permeability that cause a decrease in rate production, from 830,4 BFPD to 490 BFPD, and degradation of oil productivity below average of 100 BPD since Januari 2014, the effect of damage formation. So it is chosen by simulation method, hydraulic fracturing, to applied at VA well. Then its need a design and simulation of hyraulic fracturing in increasing oil production. In the final assignment implementation at PT Pertamina EP Asset 2 Limau Field from April 7th 2014 to May 7th 2014, the author use FracCADE 5.1 simulator modelling to design and simulation and manual calculations in terms of technical*

and economical. From the final assignment results, the author applied PKN model of fracture (Perkirns, Kern & Nordgren) to get fracture length larger than fracture high. Proppant is planned to use as a Pad and Slurry is mixture of YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418. Fracture fluid is used as Flush is 2% KCl Water. Fracture geometry is predicted have a 35,1 ft in high, fracture length of 262,8 ft, and fracture width of 0,7154 inch. Conductivity values are formed by 10.455 mD with fracture permeability 175.370,422 mD.ft. Approximate value of the productivity index increased to 2,014 with prediction production rate 823,9126 BFPD. The total cost of hydraulic fracturing design at VA well is US\$465.049,677 with net revenue in production a year predicted US\$14.763.281,46. The capital cost will be returned within 20 days after well operated again. So VA well is proper to executed with hydraulic fracturing stimulation.

Keyword : Design, Simulation of Hydraulic Fracturing, FracCADE 5.1, Economics

## 1. PENDAHULUAN

Stimulasi merupakan kegiatan merangsang sumur, yang merupakan suatu proses perbaikan terhadap sumur untuk meningkatkan kinerja aliran fluida dimana pada lapisan reservoir tersebut mengalami kerusakan formasi sehingga dapat memberikan laju produksi yang besar, yang akhirnya akan meningkatkan produktifitas sumur menjadi lebih besar jika dibandingkan sebelum diadakannya stimulasi sumur [1].

Metode stimulasi yang sering dilakukan untuk meningkatkan produktivitas pada sumur yang mengalami kerusakan formasi adalah dengan melakukan pengasaman (*acidizing*) ataupun perekahan hidrolik (*hydraulic fracturing*). *Hydraulic fracturing* didefinisikan sebagai suatu proses pembuatan rekahan didalam media porous dengan menginjeksikan fluida (*proppant*) bertekanan tertentu menuju lubang sumur yang bertujuan untuk meningkatkan zona permeabilitas formasi dan meningkatkan produktifitas sumur [2].

Ketidakmampuan reservoir untuk meloloskan aliran fluida dalam jumlah besar dapat terjadi karena permeabilitas yang rendah. Selain itu, invasi fluida yang digunakan dalam pemboran ataupun *workover*, dapat menimbulkan kerusakan formasi yang mengakibatkan penurunan permeabilitas [3]. Penurunan permeabilitas yang terjadi menyebabkan penurunan produktivitas sehingga target produksi yang direncanakan oleh PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau pun tidak tercapai, dimana target produksi yang direncanakan pada bulan April 2014, yaitu 9799 BBLS sedangkan kondisi aktualnya hingga 13 April 2014 hanya sekitar 7956 BBLS. Penurunan produktivitas ini diindikasikan terjadi pada beberapa sumur, salah satunya adalah Sumur Kajian VA, dimana produksinya menurun dari 830,4 BFPD menjadi 490 BFPD, dimana jumlah *oil* yang diproduksi rata-rata hingga Bulan Januari 2014 dibawah 100 BPD. Selain mengalami penurunan produktifitas dan laju produksi, Sumur Kajian VA juga mengalami penurunan tekanan statik pada *bottom hole*. Selain itu, dilihat dari data reservoir, permeabilitas formasi pada Sumur Kajian VA termasuk ke dalam permeabilitas *tight* (ketat), yaitu sebesar 11 mD. Oleh karena itu, diperlukan suatu stimulasi *hydraulic fracturing* yang cukup dalam agar produktifitas dan laju produksi pada Sumur Kajian VA dapat meningkat.

Sebelum melakukan proses perekahan (*fracturing*), diperlukan suatu perencanaan dan simulasi yang efektif dan efisien untuk menentukan faktor-faktor keberhasilan dalam proses *fracturing* tersebut. Oleh karena itu, Penulis dalam penelitian ini akan melakukan perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* terhadap Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau yang mengalami kerusakan formasi (*formation damage*) untuk ditingkatkan zona permeabilitasnya sehingga produksi yang ditargetkan pun tercapai.

Perumusan masalah dalam penelitian tentang perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* adalah sebagai berikut:

1. Model rekahan apa yang akan diterapkan pada perencanaan *design hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA PT Pertamina Asset 2 Field Limau?
2. *Proppant* (chemical pengganjal) apa yang akan digunakan dalam perencanaan *design hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau?
3. Fluida perekah apa yang akan digunakan selama proses *hydraulic fracturing* dilakukan pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau?
4. Bagaimana *design fracture* secara geometri hasil dari simulasi *job hydraulic fracturing* dengan menggunakan software FracCADE 5.1?

5. Berapa hasil perkiraan nilai konduktivitas rekahan dan nilai permeabilitas yang terbentuk pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau apabila dilakukan *job hydraulic fracturing* pada sumur tersebut?
6. Berapa perkiraan peningkatan nilai indeks produktivitas pada Sumur Kajian VA apabila dilakukan *job hydraulic fracturing* pada sumur tersebut?
7. Bagaimana keekonomisan dari perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau?

Sedangkan tujuan penelitian perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* terhadap Sumur Kajian VA adalah sebagai berikut:

1. Menentukan model rekahan yang akan diterapkan pada perencanaan *design hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau.
2. Menentukan *Proppant* (*chemical* pengganjal) yang akan digunakan dalam perencanaan *design hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau.
3. Menentukan Fluida Perekah yang akan digunakan selama proses *hydraulic fracturing* dilakukan pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau.
4. Melakukan simulasi *job hydraulic fracturing* dengan menggunakan permodelan simulator FracCADE 5.1 dan perhitungan manual sehingga diperoleh *design fracture* secara geometri.
5. Memperoleh perkiraan nilai konduktivitas rekahan dan nilai permeabilitas yang terbentuk pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau apabila dilakukan *job fracturing* pada sumur tersebut.
6. Memperoleh perkiraan peningkatan nilai indeks produktivitas pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau apabila dilakukan *job fracturing* pada sumur tersebut.
7. Mengetahui keekonomisan dari perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau.

## 2. METODE PENELITIAN

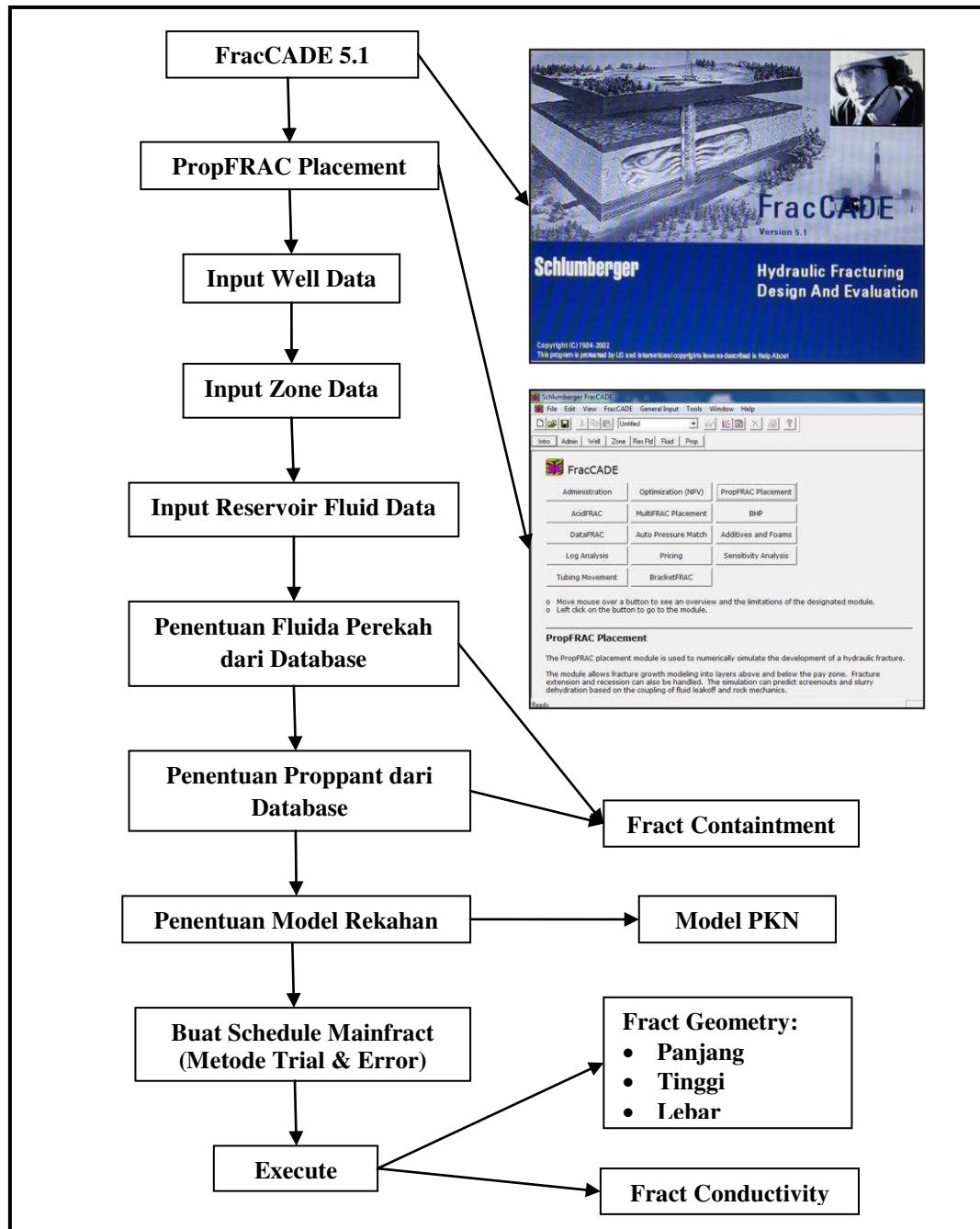
Metode penelitian yang digunakan adalah studi literatur yang berhubungan dengan perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* serta melakukan pengumpulan data reservoir, data geologi, data produksi, dan data kompleksi sumur yang kemudian dilakukan pengolahan data dengan menggunakan permodelan simulator FracCADE 5.1 untuk melakukan perencanaan *design* dan menentukan model rekahan, *proppant*, serta fluida perekah yang akan diimplementasikan pada *hydraulic fracturing* Sumur Kajian VA. Pada penentuan model rekahan, akan digunakan model rekahan PKN (*Perkins, Kern, & Nordgens*) dimana panjang rekahan yang dihasilkan akan lebih besar dari tinggi rekahannya nanti, dimana tinggi rekahan diasumsikan sama dengan ketebalan reservoir pada Formasi Lapisan W3 dan panjang rekahan yang dihasilkan sekitar 80 meter. *Proppant* dan fluida perekah yang digunakan nantinya juga akan dipilih berdasarkan *database* yang ada di dalam FracCADE 5.1 dengan beberapa ketentuan. Setelah perintah dieksekusi, maka diperoleh *design* geometri (panjang, tinggi, dan lebar rekahan), nilai *frac conductivity*, dan *frac containment* yang akan dipakai. Prosedur penggunaan permodelan simulator FracCADE 5.1 dapat dilihat pada Gambar 1. Kemudian dengan menggunakan perhitungan Korelasi *Tinsley*, maka diperoleh nilai perkiraan peningkatan indeks produktivitas yang dicapai dan juga nilai laju produksi yang diperoleh. Setelah itu, dilakukan analisa kelayakan ekonomi untuk melihat apakah perencanaan yang dibuat ekonomis untuk direalisasikan di lapangan serta dilakukan perhitungan pengembalian modal yang terpakai serta keuntungan yang diperoleh dalam satu tahun setelah sumur aktif kembali.

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 3.1. Penentuan Model Rekahan Untuk Perencanaan *Hydraulic Fracturing* Sumur Kajian VA

Dalam perencanaan *design hydraulic fracturing* Sumur Kajian VA PT Pertamina Asset 2 *Field* Limau, Peneliti akan menggunakan model rekahan PKN (*Perkins, Kern & Nordgren*) yang mempunyai irisan berbentuk elips di muka sumur dengan lebar maksimumnya terletak ditengah-tengah elips tersebut. Metode ini dipilih dikarenakan panjang rekahan yang terbentuk akan jauh lebih besar dari tinggi rekahan ( $x_f \gg h_f$ ), dimana tinggi rekahan sama dengan tebal reservoir dan tekanan dianggap konstan pada arah instan vertikal, dan *stiffness* batuan beraksi secara vertikal. Metoda ini cocok diterapkan pada formasi dengan permeabilitas kecil. Metode ini memiliki bentuk *elliptical* pada lubang bor, lebar maksimum pada pusat elip, dengan lebar nol pada bagian puncak dan dasar [4][5][6].

Model rekahan PKN (Gambar 2) yang telah ditentukan ini nantinya akan mempengaruhi geometri rekahan yang terbentuk, seperti lebar rekahan, panjang rekahan *one wing*, dan konduktivitas yang terbentuk. Dalam hal ini, Peneliti menentukan panjang rekahan *one wing* sekitar 262,8 ft (sekitar 80 meter, sesuai permintaan PT Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau) dengan tinggi rekahan 35,1 ft (sesuai dengan ketebalan reservoir).



**Gambar 1. Bagan Alir Penggunaan FracCADE 5.1**

### 3.2 Penentuan *Proppant* Untuk Perencanaan *Hydraulic Fracturing* Sumur Kajian VA

*Proppant* merupakan *chemical* yang digunakan dalam stimulasi *hydraulic fracturing* berfungsi sebagai pengganjal agar rekahan yang telah terbentuk tidak menutup kembali. Selain itu *proppant* juga berfungsi sebagai media alir bagi fluida yang diproduksi dari formasi [7].

Hal-hal yang mempengaruhi pemilihan *proppant* yang sesuai untuk diterapkan pada *design hydraulic fracturing* Sumur Kajian VA meliputi jenis, ukuran, konsentrasi, dan juga faktor ekonomisnya, apakah masih menguntungkan atau tidak jika memilih *chemical* tersebut untuk diaplikasikan. Jenis *proppant* secara umum terbagi menjadi 4 jenis, yaitu *Sand*, *Resin Coated Sand*, *Ceramic*, dan *Resin Coated Ceramic* [7]. *Proppant* jenis *Sand* merupakan jenis *proppant* yang paling ekonomis dan selalu tersedia. Selain itu pemilihan ukurannya disesuaikan dengan ukuran perforasi pada lubang

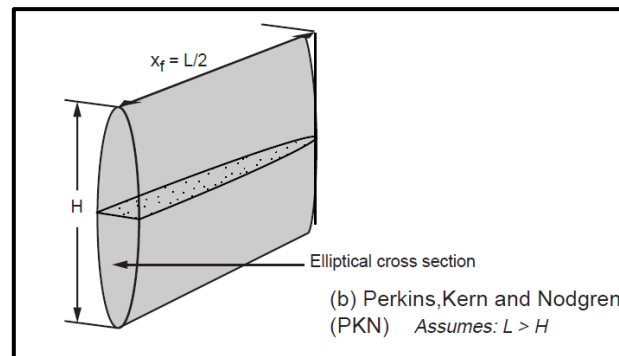
sumur. Jenis *Resin Coated Sand*, *Ceramic*, dan *Resin Coated Ceramic* sendiri biasanya diaplikasikan pada sumur-sumur yang memiliki nilai tekanan penutupan rekahan yang besar, yaitu berkisar antara 8000-15.000 psi. Harganya pun kurang ekonomis apabila diaplikasikan pada sumur yang karakteristik formasinya tidak terlalu keras [7].

Dalam perencanaan *design hydraulic fracturing* Sumur Kajian VA, *proppant* yang akan digunakan adalah jenis *Sand* dengan ukuran butir 16/30 *mesh*, dimana penentuan ini didasarkan pada ukuran lubang diameter perforasi, yaitu 0,4 inch. Untuk penentuan konsentrasi *proppant* sendiri akan langsung dilakukan uji *trial dan error* pada permodelan simulator *FracCADE* 5.1, dimana minimum konsentrasi yang ditentukan adalah 2 PPA dan maksimum konsentrasinya sebesar 10 PPA.

### 3.3 Penentuan Fluida Perekah Untuk Perencanaan *Hydraulic Fracturing* Sumur Kajian VA

Berdasarkan data penunjang yang terdapat pada *database* permodelan simulator *FracCADE* 5.1, fluida perekah yang akan digunakan pada stimulasi *hydraulic fracturing* adalah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418. Alasan pemilihan ini dikarenakan fluida perekah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418 memiliki nilai viskositas yang besar, yaitu sebesar 693,237 cP. Nilai viskositas yang besar ini berfungsi untuk membuka jalan rekahan dan untuk mengurangi *leak-off* (kebocoran) pada *slurry*. Pemompaan *pad* juga direncanakan pada volume yang tinggi agar mengurangi terjadinya *premature screen out* (kemacetan injeksi *proppant* karena kehilangan fluida secara *premature*) [7]. *Slurry* yang akan dicampurkan dengan *proppant* juga menggunakan fluida perekah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418.

Sedangkan fluida perekah yang bertugas sebagai *Flush* akan digunakan *chemical* 2% KCL *Water*. Dasar pemilihan ini karena fluida 2% KCL *Water* memiliki viskositas yang rendah, yaitu 0,267 cP agar mudah untuk kembali ke lubang sumur tanpa mengakibatkan kerusakan formasi atau mempengaruhi *proppant* yang sudah ditempatkan [7]. Kemudian dengan menggunakan parameter-parameter yang telah ditentukan ini, dibuatlah *schedule main frac* dengan metode *trial and error* untuk mendapatkan *schedule per stage* fluida perekah dan *proppant* dapat diinjeksikan ke dalam formasi lapisan W3. *Schedule main frac* dapat dilihat pada Tabel 1.



Gambar 2. Ilustrasi Model *Perkins, Kern & Nordgren* (Economides, M.J. and Nolte, K.G., 1989)

Tabel 1. *Main Frac Schedule* Sumur Kajian VA (*FracCADE* 5.1, 2014)

<i>Stage Name</i>	<i>Pump Rate (bpm)</i>	<i>Fluid Name</i>	<i>Gel Conc (lb/mgal)</i>	<i>Fluid Volume (gal)</i>	<i>Prop Conc (PPA)</i>	<i>Prop Mass (lb)</i>	<i>Slurry Volume (bbl)</i>	<i>Pump Time (min)</i>
1-PAD	15	YF560HT	60	4200	0	0	100,0	6,7
2-PROP	15	YF560HT	60	1800	2	3600	46,7	3,1
3-PROP	15	YF560HT	60	1740	4	6960	48,9	3,3
4-PROP	15	YF560HT	60	1650	6	9900	49,9	3,3
5-PROP	15	YF560HT	60	1540	8	12320	49,9	3,3
6-PROP	15	YF560HT	60	1430	10	14300	49,4	3,3
7-FLUSH	15	2% KCL Water	0	2000	0	0	47,6	3,2
Total				14.360		47080	392,6	26,2

### 3.4 Simulasi *Hydraulic Fracturing* Sumur Kajian VA dengan Permodelan Simulator FracCADE 5.1

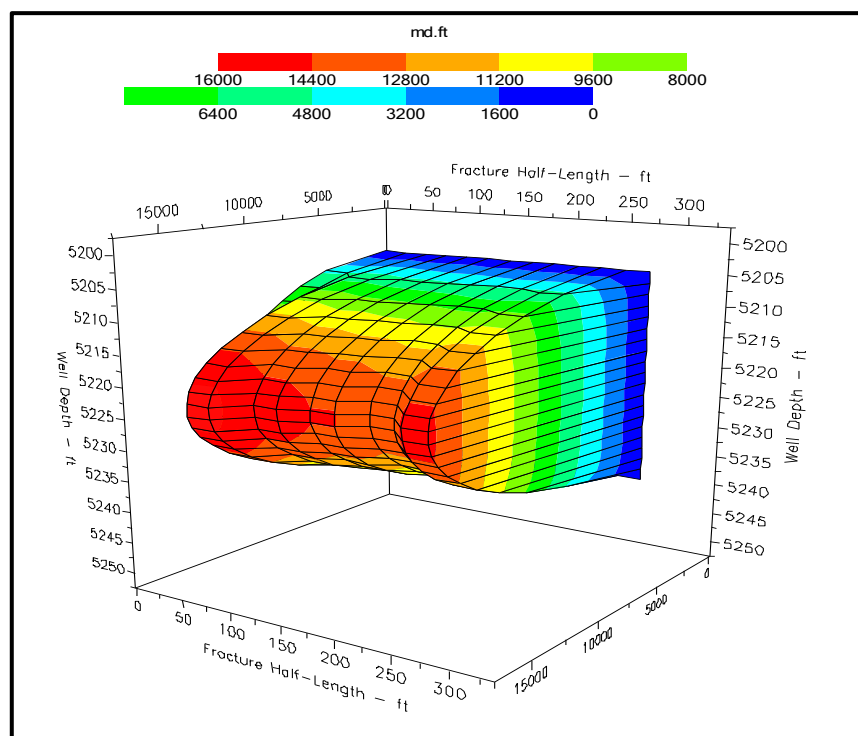
Perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* dengan menggunakan permodelan simulator FracCADE 5.1 memerlukan beberapa data seperti data reservoir dan data kompleksi sumur (dapat dilihat pada Tabel Lampiran). Data tersebut berupa parameter-parameter yang diperlukan untuk memperoleh geometri rekahan, konduktivitas, permeabilitas, serta *proppant* dan fluida perekah apa yang cocok untuk diaplikasikan pada *job hydraulic fracturing* ini.

Setelah melakukan pengolahan data dan membuat *schedule main frac*, maka perencanaan simulasi dapat dieksekusi untuk mengetahui hasil geometri rekahannya dengan cara mengklik tombol *execute* pada *module toolbar*. Hasil simulasi dari pengolahan data dengan menggunakan FracCADE 5.1 dapat dilihat pada Tabel 2. Bentuk geometri rekahan prediksi yang terbentuk berdasarkan konduktivitas yang terbentuk dapat dilihat pada Gambar 3.

**Tabel 2. Hasil Simulator Prediction Hydraulic Fracturing Untuk Sumur Kajian VA**

<b>Average Gel Concentration</b>	<b>613,2 lb/mgal</b>
<b>End Of Job (EOJ) Hydraulic Fracture Half-Length</b>	<b>262,8 ft</b>
<b>End Of Job (EOJ) Hydraulic Width at Well</b>	<b>0,711 in</b>
<b>End Of Job (EOJ) Hydraulic Height at Well</b>	<b>35,1 ft</b>
<b>End Of Job (EOJ) Net Pressure</b>	<b>1233 psi</b>
<b>Efficiency</b>	<b>0,488</b>
<b>Estimated Closure Time</b>	<b>26,4 min</b>
<b>Effective Conductivity</b>	<b>10.455 mD.ft</b>
<b>Max Surface Pressure</b>	<b>2133 psi</b>
<b>Max Hydraulic Horsepower</b>	<b>784,0 hhp</b>
<b>Effective Conductivity</b>	<b>10.455 mD.ft</b>
<b>Permeability After Fracturing</b>	<b>175.370,422 mD</b>

Sumber: Data Olahan dari Permodelan Simulator FracCADE 5.1, 2014



**Gambar 3. Model Geometri Rekahan Prediksi Berdasarkan Konduktivitas After Closure Yang Terbentuk Hasil Hydraulic Fracturing Pada Sumur Kajian VA**

### 3.5 Perkiraan Peningkatan Indeks Produktifitas Sumur Kajian VA Setelah Dilakukan *Hydraulic Fracturing*

Untuk melakukan perhitungan perkiraan peningkatan indeks produktifitas pada Sumur Kajian VA apabila dilakukan proses stimulasi *hydraulic fracturing* dengan *design* yang telah direncanakan ini dapat menggunakan Metode Korelasi *Tinsley*. Korelasi *Tinsley* merupakan suatu korelasi yang mempekirakan perbandingan indeks produktifitas ( $J/J_o$ ). Korelasi ini dibuat pada aliran *steady state*, reservoir silindris, dan fluida yang digunakan adalah air. *Tinsley* memperkenalkan *relative capacity* (X) sebagai input data yang digunakan dalam korelasi yang dibuat [9].

$$\frac{J}{J_o} = \frac{F[\tan(Y + Z) - \tan Z] + 1}{C} \quad (1)$$

$$\frac{J}{J_o} = \frac{1,7974 [\tan(3,3601 + (-0,9893)) - \tan(-0,9893)] + 1}{0,9873} = 2,0144 \quad (2)$$

Kemudian setelah mendapatkan perkiraan nilai indeks produktifitas apabila *job hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA dilakukan, maka langkah selanjutnya adalah menentukan nilai  $Q_{\max \text{ after fract}}$  (dimana menurut data produksi PT Pertamina EP Asset 2 *Field Limau*  $Q_{\max \text{ before fract}}$  besarnya sekitar 409 BFPD) dengan asumsi terdapat aliran fluida 2 fasa (*liquid* dan *gas*), dengan kandungan air sampai dengan 50% [9]. Perbandingan indeks produktivitas setelah dan sebelum *hydraulic fracturing* dapat ditentukan menggunakan persamaan:

$$\frac{J}{J_o} = \frac{q_{\max \text{ after}}}{q_{\max \text{ before}}} \Rightarrow 2,0144 = \frac{q_{\max \text{ after}}}{409} \Rightarrow Q_{\max \text{ after}} = 823,9126 \text{ BFPD} \quad (3)$$

### 3.6 Analisa Kelayakan Ekonomi *Job Hydraulic Fracturing* Pada Sumur Kajian VA

Aspek yang diperhitungkan untuk analisa kelayakan ekonomi stimulasi *hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA *Field Limau* meliputi biaya material (*proppant* dan fluida perekah), biaya *equipment* dan *personnel* (*fracturing service charge*), *rig services cost*, *fuel and lubricant*, biaya peralatan yang digunakan, *lost production*, serta pendapatan (*gain*) setelah *fracturing* selama satu tahun produksi. Sehingga total biaya pengeluaran untuk perencanaan *design hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA *Field Limau* dapat dilihat pada Tabel 3. Untuk *gain* setelah dilakukannya proses stimulasi *hydraulic fracturing* pada Sumur Kajian VA, telah diketahui sebelumnya bahwa  $Q_{\max \text{ after fract}}$  Sumur Kajian VA sebesar 823,913 BFPD.

**Tabel 3. Total Biaya Pengeluaran Perencanaan *Hydraulic Fracturing* Pada Sumur Kajian VA**

BIAYA PENGELUARAN	COST (US\$)	PRICE (US\$)
<b>Fix Cost (Intangible)</b>		
• <b>Biaya Workover Operations</b>	-	246.031,271
- <i>Service Rig Cost</i>	132.976,880	
- <b>Biaya Material</b>	30.481,021	
- <b>Biaya Equipment and Personnel</b>	67.500	
- <b>Biaya Back Off (PFIT)</b>	15.073,370	
• <b>Biaya General</b>	-	15.539
- <i>Wellsite Supervisions – Consultants</i>	3040	
- <i>Fuel and Lubricant</i>	12.499	
<b>Variable Cost (Tangible)</b>		
• <b>Tubing 3 ½"</b>	34.108,80	34.108,80
• <b>Surface Equipment</b>	-	1.605,35
- <i>Redress KIT Packer UNI IV</i>	488,75	
- <i>Swab Cup 2 7/8</i>	1.116,60	
• <b>Loss Productions</b>	167.765,26	167.765,26
<b>Total</b>		<b>465.049.677</b>

Sumber: Data Petroleum Engineer PT Pertamina EP Asset 2 *Field Limau*, 2014

**Tabel 4. Data Penunjang Perhitungan Net Cash Flow**

Data Penunjang	Nilai
<i>Intangible (Fix Cost)</i>	US\$ 261.570,271
<i>Tangible (Variable Cost)</i>	US\$ 203.479,406
<i>Tax</i>	2%
<b>Biaya Operasi (US\$/BPD)</b>	<b>3,093 (Total Cost/Qo)</b>
<b>Depresiasi</b>	<b>Straight Line</b>

Sumber: Data Petroleum Engineer PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau, 2014

**Tabel 5. Hasil Analisa Kelayakan Ekonomi Job Hydraulic Fracturing Sumur Kajian VA**

Parameter	Qo (BOPD)	Gross Revenue (US\$)	Net Revenue (US\$)	POT (hari)
WC 50%	411,965	15.228.871,14	14.763.821,46	11
WC 60%	329,565	12.183.096,91	11.718.047,23	14-15
WC 70%	247,174	9.137.322,68	8.672.273,00	19-20

Untuk penentuan kadar Water Cut (WC) setelah dilakukannya *hydraulic fracturing*, dilakukan analisis sensitivitas kelayakan ekonomi dengan parameter kadar persentase air yang ada dalam fluida, asumsi mulai dari kadar 50%, 60%, hingga 70% dengan data penunjang seperti pada Tabel 4 dan hasil dari analisa sensitivitas *water cut* dapat dilihat pada Tabel 5. Dari hasil yang diperoleh, hingga kadar *water cut* (WC) 70% minyak yang diproduksi tetap memiliki nilai ekonomis dan komersial yang tinggi, karena modal yang dikeluarkan akan kembali kurang dari 20 hari setelah sumur tersebut aktif diproduksi kembali.

Dari hasil perencanaan *design* dan simulasi *hydraulic fracturing* yang dilakukan untuk Sumur Kajian VA Field Limau, maka *design* ini layak untuk diimplementasikan karena hasil yang diperoleh sesuai dalam hal peningkatan produktivitas dan laju produksi. Selain itu, *design* ini juga ekonomis dengan penggunaan *proppant* dan fluida perekah yang biayanya tidak mahal namun hasil rekahan yang diperoleh maksimal. Fluida perekah dan *proppant* yang diinjeksikan ke dalam formasi juga sesuai, masih dalam batas optimal, sehingga diprediksi tidak akan menyebabkan terjadinya penutupan kembali pada rekahan tersebut dan meminimalisir kerusakan formasi yang terjadi pada lapisan W3.

#### 4. KESIMPULAN

Berdasarkan uraian yang telah dipaparkan diatas maka dapat disimpulkan bahwa :

1. Model rekahan yang diaplikasikan pada perencanaan design dan simulasi stimulasi *hydraulic fracturing* adalah model rekahan PKN (*Perkins, Kern & Nordgren*). Metode ini dipilih dikarenakan panjang rekahan yang terbentuk akan jauh lebih besar dari tinggi rekahan ( $x_f \gg h_f$ ).
2. *Proppant* yang digunakan pada perencanaan *design hydraulic fracturing* Sumur Kajian VA Field Limau adalah 16/30 *Arizon*, dimana jenis *proppant* ini adalah *Sand* dengan ukuran 16/30 *mesh*, massa jenisnya 2,65 dan porositasnya 35% dengan harga US\$0,18.
3. Fluida perekah yang digunakan sebagai *Pad* dan campuran *Slurry* dengan *proppant* adalah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418. Dasar pemilihan fluida perekah YF560HT w/10 lb/k J353 + 20 lb/k J418 ini dikarenakan sifatnya yang memiliki viskositas tinggi, yaitu 693,237 cP. Sedangkan fluida yang digunakan sebagai *Flush* adalah *chemical* 2% KCL Water karena viskositasnya yang rendah dan ekonomis.
4. Hasil perencanaan *design* dan simulasi yang dilakukan dengan menggunakan FracCADE 5.1 dan manual, didapatkanlah geometri rekahan dengan tinggi 35,1 ft, panjang rekahan 262,8 ft, dan lebar rekahan 0,7154 *inch*.
5. Nilai konduktivitas yang dihasilkan setelah dilakukannya *hydraulic fracturing* sebesar 10.455 mD.ft dengan permeabilitas *fracture* 175.370,422 mD.
6. Nilai perkiraan indeks produktivitas setelah dilakukannya *hydraulic fracturing* adalah sekitar 2,014 dengan laju produksi maksimal 823,913 BFPD dan kadar WC asumsi 50%.
7. *Gross revenue* setelah satu tahun produksi diperkirakan sebesar US\$15.228.871,14 dengan total biaya pengeluaran stimulasi *hydraulic fracturing* sebesar US\$465.049,677 sehingga *net revenue* satu tahun produksi diperkirakan US\$14.763.821,46. Modal yang dikeluarkan akan kembali dalam waktu 11 hari (*Pay Out Time*) setelah sumur beroperasi kembali (dengan asumsi *water cut* sebesar 50%).



## DAFTAR PUSTAKA

1. Robert S. (1992). *Oil Well Stimulation*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
2. Howard, G.C. et al. (1970). *Hydraulic Fracturing Monograph Series*. SPE, Richardson, TX.
3. Rubiandini, R. (2010). *WSER-0006 Hydraulic Fracturing*. Bandung: Departemen Teknik Perminyakan Institut Teknologi Bandung.
4. Conway, M. W. et al. (1985, September). *Prediction of Formation Response From Fracture Pressure Behaviour*. Paper SPE 14263 presented at SPE annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas.
5. Economides, M.J., Hill, A.D., et al. (1994). *Petroleum Production System Second Edition*. New Jersey: Prentice Hall Inc.
6. Economides, M.J. and Nolte, K.G. (1989). *Reservoir Stimulation*. Houston, Texas: Schlumberger Education Services.
7. Yulianis. (2004). *Evaluasi Keberhasilan Operasi Hydraulic Fracturing (Perekahan Hidrolik) Pada Sumur X Lapangan Conoco Philips (Ramba) Ltd*. Skripsi, Fakultas Teknik: Universitas Sriwijaya.
8. Schlumberger. (2002). *FractCADE 5.1*. United States: Schlumberger.
9. William, R.E. et al. (1986). *Formation Evaluation Conference 1986*, Schlumberger, *Second Edition*. Jakarta: P.T. Ichtiar Baru – Van Hoeve.
10. Petroleum Engineer Field Limau. (2014). *Data Produksi, Data Reservoir, Data Kompleksi Sumur Kajian VA*. Laporan Kerja Fungsi Petroleum Engineer. Prabumulih: PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau.